International Journal of Science and Engineering Applications
Volumen 8–Número 09, 418–422, 2019, ISSN: 2319–7560
www.ijsea.com

Revisión de la Selección de Agentes de Sostenimiento para Fracturación Hidráulica

Thiha Ngwe
Departamento de Ingeniería de Petróleos
Universidad Tecnológica (Thanlyin)
Thanlyin, Myanmar

Dr. Myo Min Swe
Departamento de Ingeniería de Petróleos
Universidad Tecnológica (Thanlyin)
Thanlyin, Myanmar

Myint Than
Departamento de Ingeniería de Petróleos
Universidad Tecnológica (Thanlyin)
Thanlyin, Myanmar

Resumen: La fracturación hidráulica no es una tecnología nueva y se ha convertido en una parte esencial de la industria petrolera para producir petróleo y gas. El objetivo de la fracturación hidráulica es crear un sistema de fracturas altamente conductor que permita el flujo de fluidos y/o gases a través de la formación hacia el pozo productor. Un agente de sostenimiento es un material sólido, típicamente arena, arena tratada o materiales cerámicos hechos por el hombre, diseñado para mantener abierta una fractura hidráulica inducida. Existen muchos agentes de sostenimiento y tamaños de malla disponibles para el diseño de un tratamiento de estimulación por fracturación. Los tipos y tamaños de los agentes de sostenimiento afectan la conductividad de la fractura. Este artículo describe los factores críticos para una selección adecuada del agente de sostenimiento y, en última instancia, para su rendimiento. Se explican los finos de agente de sostenimiento, el estrés cíclico del empaque, la conductividad efectiva versus la de referencia, el reflujo, la reorganización del empaque, el embebimiento y la incrustación en fondo de pozo en relación con su selección.

Palabras clave: Agente de sostenimiento, fracturación hidráulica, arena, artificial, agente de sostenimiento sintético.

1. INTRODUCCIÓN

Un agente de sostenimiento es un material sólido, típicamente arena, arena tratada o un material cerámico manufacturado, diseñado para evitar y mantener abierta una fractura hidráulica inducida durante y después de un tratamiento de fracturación. Los agentes de sostenimiento se utilizan para mantener separadas las paredes de la fractura, creando una trayectoria conductora hacia el pozo después de que se haya detenido el bombeo y el fluido de fracturación se haya filtrado. Colocar la concentración y el tipo apropiados de agente de sostenimiento en la fractura es crítico para el éxito del tratamiento de fracturación hidráulica. La selección de tipos y tamaños de grano del agente de sostenimiento es clave en el diseño de fracturación hidráulica, porque los agentes naturales o sintéticos son el único material que queda en el fondo del pozo después de la terminación de la operación y son los agentes críticos cuyo rendimiento decide el éxito o fracaso del trabajo.

2. HISTORIA DEL AGENTE DE SOSTENIMIENTO

Para los primeros tratamientos de fractura con agente de sostenimiento a finales de los años 40 y principios de los 50, el agente consistía en arena dragada de lechos de ríos. Arenas más resistentes y mejor procesadas estuvieron disponibles a mediados de los años 50 provenientes de la arenisca St. Peter (Fast, 1961; Montgomery y Steanson, 1985). Esta formación, extraída cerca de Ottawa, Illinois, produjo un agente de sostenimiento de alta calidad conocido como arena de fractura Ottawa. Más tarde, arena más angular estuvo disponible desde la formación Hickory, extraída de las minas Heart of Texas cerca de Brady, Texas. En los años 60 se introdujeron agentes manufacturados como cáscaras de nuez, pellets de aluminio, perlas de vidrio, perdigones de hierro y perlas de plástico. A medida que se perforaron pozos más profundos en los años 70, las deficiencias de la arena para entornos de alto estrés se hicieron evidentes. También se introdujeron otros agentes de alta resistencia en los años 70 y 80, incluyendo arena recubierta con resina (curable y precurada), circonita (ya no se usa), cerámicas de baja densidad y agentes de resistencia intermedia (ISP). Actualmente, los principales agentes utilizados incluyen arena de calidad ISO, arena recubierta con resina precurada, cerámicas de baja densidad, ISP y bauxita sinterizada.

3. TIPOS DE AGENTES DE SOSTENIMIENTO Y TAMAÑOS DE GRANO

Básicamente, los agentes de sostenimiento utilizados para fracturación hidráulica se dividen en dos grupos: arenas silíceas naturales o agentes cerámicos fabricados por el hombre. En el mercado actual, existen cinco tipos diferentes disponibles en varios tamaños de grano:

(1) Arena de cuarzo natural

(2) Agente sintético de baja densidad y resistencia intermedia (aluminosilicato cerámico)

(3) Agente de óxido de aluminio y silicato de alta densidad y resistencia intermedia

(4) Agente de bauxita de alta densidad y alta resistencia

(5) Agente de circonio-silicato de baja densidad y alta resistencia

Los agentes con tamaños de grano más grandes proporcionan un empaque más permeable porque la permeabilidad aumenta con el cuadrado del diámetro del grano; sin embargo, su uso debe evaluarse en relación con la formación y las mayores dificultades en el transporte y colocación. Los granos más grandes pueden ser menos efectivos en pozos más profundos debido a una mayor susceptibilidad al aplastamiento por esfuerzos de cierre más altos.

Pautas generales de selección según resistencia y costo:

Arena: esfuerzos de cierre inferiores a 6000 psi

Agente recubierto con resina (RCP): esfuerzos de cierre inferiores a 8000 psi

Agente de resistencia intermedia (ISP): entre 5000 y 10000 psi

Agente de alta resistencia: 10000 psi o más

Tabla I. Propiedades mecánicas de los agentes de sostenimiento para fracturación hidráulica

Tipo de Agente	Gravedad Esp. (g/cm³)	Densidad Granel (lb/ft³)	Finos API % a 10000 psi	Resistencia al Cierre (psi)
Arena de cuarzo natural (baja resistencia)	2,65	96,03–103,0	40,8–59,0	3000–5000
Aluminosilicato de baja densidad, resist. interm.	2,70–2,75	99,0–102,4	4,3–9,5	8000
Aluminosilicato de alta densidad, resist. interm.	3,15–3,27	112,5–116,8	3,5–6,1	10000–12000
Óxido de aluminio de alta resistencia (bauxita)	3,60–3,80	130,0–144,0	1,5–5,0	15000
Circonio-silicato de baja densidad, alta resistencia	3,15–3,17	106,0–120,0	0,3–4,6	15000

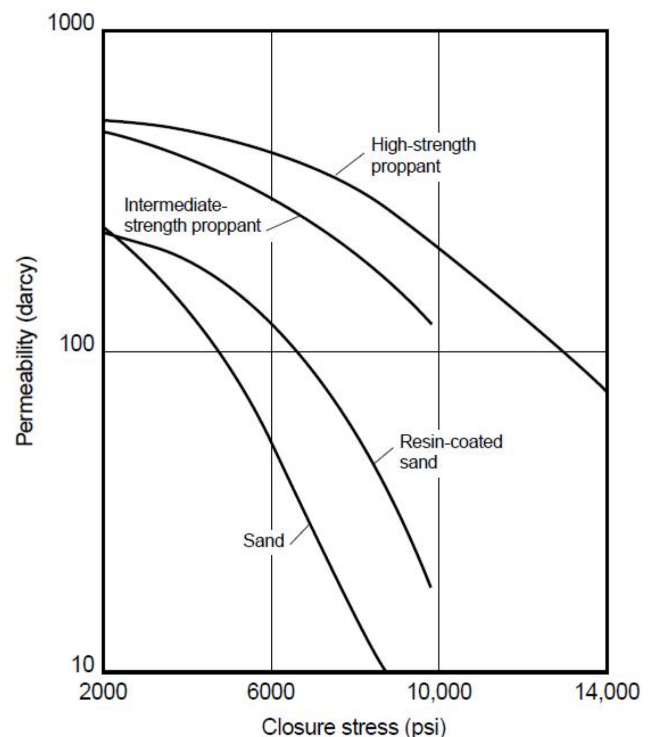


Fig. 1. Comparación de resistencia de distintos tipos de agentes de sostenimiento
(Reservoir Stimulation, Third Edition, 2010, Michael J. Economides)

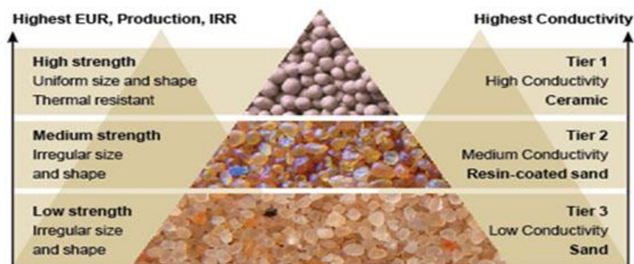


Fig. 2. Distintos tipos de agente de sostenimiento *(Retsch Technology, 2012-11)*

Tabla II. Tamaños típicos de agentes de sostenimiento

Tamaño de Malla Tyler	Rango de Tamaño de Partícula (μm)
10/40	1400–2000
12/18	1000–1700
16/20	850–1180
16/30	600–1180
20/40	420–850
30-50	300–600
40/70	212–420
70/140	106–212

Los agentes de sostenimiento se especifican en diámetros de grano menores a 1/16 de pulgada. Los tamaños de malla comunes son 16/20, 20/40, 30/50, 40/70 y 100. Los tratamientos pueden usar uno o varios tamaños durante el bombeo. Los tamaños más pequeños están destinados a llegar más cerca del extremo de la fractura. El tamaño de la malla también afecta la longitud de la fractura: los agentes pueden formar un puente si el ancho de la fractura disminuye a menos del doble del diámetro del grano.

4. FACTORES CRÍTICOS EN LA SELECCIÓN DEL AGENTE DE SOSTENIMIENTO

La selección del agente de sostenimiento es crucial para optimizar la productividad del pozo. Además de los factores tradicionales (tamaño, resistencia y densidad), hay muchos otros factores importantes: (1) finos de agente de sostenimiento, (2) estrés cíclico del empaque, (3) conductividad efectiva versus la de referencia, (4) reflujo, (5) reorganización del empaque, (6) embebimiento y (7) incrustación en fondo de pozo.

4.1 Finos del agente de sostenimiento

La generación de finos y su posterior migración en la fractura se consideran una de las principales causas de malos resultados. Coulter & Wells señalaron que tan solo un 5% de finos puede disminuir la capacidad de flujo de la fractura hasta en un 60%. La tecnología avanzada de unión grano a grano de Hexion reduce la generación y migración de finos a través del empaque. Los finos generados por la cerámica de baja densidad (8,2%) y la arena de fractura sin recubrir (23,9%) disminuyen en gran medida la producción del pozo.

4.2 Estrés cíclico del empaque de agente de sostenimiento

Durante la vida de un pozo, numerosos eventos como cierres durante trabajos de mantenimiento, conexiones a un gasoducto o posibles cierres por capacidad del gasoducto provocan cambios cíclicos en el esfuerzo de cierre de la fractura. Los agentes recubiertos con resina curable resisten estos cambios formando una red reticulada flexible que redistribuye los esfuerzos a través del empaque, reduciendo las cargas puntuales individuales sobre cada grano. Esta característica mejora la integridad del empaque y la producción del pozo.

4.3 Conductividad efectiva versus conductividad de referencia

La conductividad de la fractura es una medida del rendimiento del agente de sostenimiento, y su selección se considera exitosa solo si se logra una conductividad sustancial. Depende de la anchura de la fractura, la distribución y la concentración del agente. Tradicionalmente, el rendimiento se ha medido mediante pruebas de conductividad de referencia o base. La conductividad efectiva es una medición mucho más precisa del rendimiento en fondo de pozo. Desafortunadamente, las bajas tasas de flujo durante la prueba de referencia no simulan las tasas reales en fondo. Las altas tasas de flujo en fondo pueden causar la migración de finos y disminuir severamente la conductividad de la fractura.

4.4 Reflujo del agente de sostenimiento

El reflujo es el movimiento de los agentes de regreso al pozo; cuanto mayor es la velocidad de bombeo, mayor es la posibilidad de que ocurra. El reflujo y la reorganización del empaque son la causa principal de la disminución de la producción, daños al equipo y el cierre del pozo para reparación. El reflujo reduce la conductividad cerca del pozo y disminuye la conectividad con el yacimiento. Puede prevenirse mediante el uso de agente recubierto con resina. Los agentes recubiertos con resina curable eliminan el reflujo formando un empaque consolidado en la fractura. Esta unión grano a grano ocurre bajo una combinación de temperatura del yacimiento y esfuerzo de cierre.

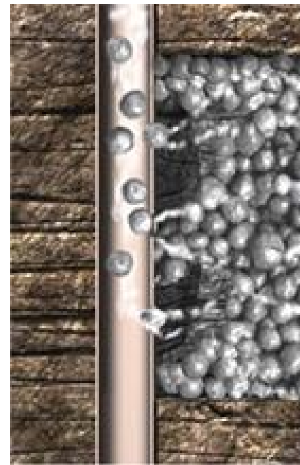


Fig. 3. Reflujo del agente de sostenimiento
(Critical Proppant Selection Factors, Hexion/Fracline)

4.5 Reorganización del empaque de agente de sostenimiento

La reorganización del empaque puede causar una reducción significativa de la anchura sostenida, lo que lleva a una menor capacidad de flujo y conectividad con el pozo. Las altas velocidades de flujo en microfracturas sostenidas pueden provocar que los empaques sin recubrir o precurados se desplacen o reorganicen, causando que las microfracturas se estrechen o se cierren por completo. Los agentes recubiertos con resina curable evitarán que los granos se desplacen, manteniendo las microfracturas sostenidas abiertas. Esta tecnología proporciona integridad adicional al empaque.

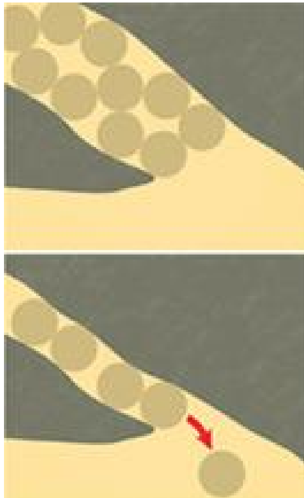


Fig. 4. Reorganización del empaque
(Critical Proppant Selection Factors, Hexion/Fracline)

4.6 Embebimiento del agente de sostenimiento

El embebimiento ocurre cuando el agente se incrusta en la cara de la fractura, especialmente en formaciones de lutita blanda, lo que lleva a una reducción de la anchura de la fractura y de la capacidad de flujo. En el proceso, el agente se hunde parcial o completamente en la formación. Los agentes sin recubrir y la arena recubierta precurada a menudo se incrustan profundamente en formaciones blandas debido a la mayor carga puntual entre el grano y la cara blanda de la fractura. Los agentes cerámicos de baja densidad se incrustan profundamente en lutitas blandas. Cuando se utilizan agentes recubiertos con resina curable, múltiples granos se unen entre sí en lugar de una carga puntual de un solo grano.



Fig. 5. Embebimiento del agente de sostenimiento
(Critical Proppant Selection Factors, Hexion/Fracline)

4.7 Incrustación en fondo de pozo del agente de sostenimiento

La incrustación en fondo de pozo es el resultado de una reacción geoquímica que puede ocurrir en pozos de alta presión/alta temperatura, especialmente en un ambiente húmedo y caliente. El resultado es una severa pérdida de porosidad y permeabilidad del empaque, con la creación de finos y residuos. Los agentes cerámicos de baja densidad sin recubrir pueden perder hasta el 90% de la permeabilidad del empaque, a menudo en cuestión de días. Sin embargo, los agentes recubiertos con resina pueden reducir drásticamente el impacto de la incrustación, resultando en una mejor capacidad de flujo y una productividad a largo plazo significativamente mayor.

5. SELECCIÓN DEL AGENTE DE SOSTENIMIENTO

Se pueden dar algunas pautas generales de carácter empírico como resumen para la selección de agentes de sostenimiento. Las características más importantes de los distintos tipos se esbozan a continuación.

Arena natural — es la más barata y siempre ha estado disponible en cantidades casi ilimitadas. Sin embargo, su aplicación se restringe a pozos poco profundos debido a su baja resistencia al esfuerzo de cierre. Hoy en día es reemplazada cada vez más por agentes sintéticos de alta conductividad.

Aluminosilicato de baja densidad y resistencia intermedia — tienen las mejores características de bombeo de todos los agentes sintéticos. La mayor resistencia al esfuerzo de cierre permite su aplicación en yacimientos de profundidad somera a intermedia. Los efectos de sedimentación son aún insignificantes para una amplia variedad de fluidos portadores.

Aluminosilicato de alta densidad y resistencia intermedia — se aplican principalmente para fracturación hidráulica de yacimientos de gas en profundidad moderada a alta. Siendo más baratos, más livianos y menos abrasivos que la bauxita sinterizada, se eligen cuando los agentes livianos ya no resisten el esfuerzo de cierre, pero los de alta resistencia aún no son necesarios.

Óxido de aluminio de alta densidad y alta resistencia (bauxita sinterizada) — fueron los primeros agentes sintéticos introducidos en la industria. La alta gravedad específica genera problemas de sedimentación y aumenta el riesgo de taponamiento prematuro. Su principal desventaja es la considerable abrasividad para el equipo de tratamiento.

Circonio-silicato de baja densidad y alta resistencia — son un material casi ideal para una amplia gama de aplicaciones. Tienen excelentes características para uso en pozos someros a profundos sin problemas de colocación ni sedimentación. La principal desventaja técnica es la falla catastrófica repentina del material vítreo en residuos pulverulentos cuando se supera el esfuerzo de cierre límite.

6. CONCLUSIÓN

Una fracturación hidráulica exitosa requiere la integración de los datos técnicos del agente de sostenimiento con la economía para permitir el desarrollo e implementación de un diseño de fractura óptimo. Los factores críticos que afectan la conductividad de la fractura, como el esfuerzo de cierre, el tamaño del agente, la concentración, la resistencia y el embebimiento, pueden revisarse tanto desde el punto de vista técnico como económico. La consideración principal en la selección del agente de sostenimiento es optimizar la permeabilidad o conductividad frente al costo y beneficio asociados. El costo de los agentes que ofrecen una conductividad y rendimiento mejorados puede ser considerablemente más alto, por lo que es esencial calcular la tasa de producción deseada durante la vida del pozo. Si se espera un aumento sustancial en la producción, puede justificarse el uso de agentes más caros.

7. AGRADECIMIENTOS

El autor agradece las siguientes contribuciones para la realización de este trabajo: al jefe de departamento Dr. Zaw Min Oo por su inmenso apoyo y aliento; al supervisor principal Dr. Myo Min Swe por su inmenso apoyo, orientación y aliento; al co-supervisor U Sa Htin Lin por su apoyo y asistencia; y a U Myint Than por su apoyo y asistencia. Asimismo, el autor desea agradecer sinceramente a todas las personas que ayudaron directa o indirectamente a completar este artículo.

8. REFERENCIAS

[1] James G. Speight, 2016, *Handbook of Hydraulic Fracturing*.

[2] Michael J. Economides, 2010, *Reservoir Stimulation*, Third Edition.

[3] D. Mader, 1989, *Hydraulic Proppant Fracturing and Gravel Packing*.

[4] Michael Berry Smith, 2015, *Hydraulic Fracturing*.

[5] Retsch Technology, 2011-12.

[6] Critical Proppant Selection Factors, Hexion Fracline.

[7] Marcin A. Lutynski, 2014, A Method of Proppant Pack Permeability Assessment.